

Entwicklung und Test eines Microgrid Controllers

Maria Nuschke, Ron Brandl, Juan Alvaro Montoya Perez

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Kassel

Gruppe Netzregelung und Netzdynamik

Abstrakt

Die steigende Durchdringung von erneuerbaren Energieanlagen (EEA) im elektrischen Verteil- und Übertragungsnetz und der damit beginnende Ersatz von konventionellen Kraftwerken erfordern eine verstärkte Teilnahme der EEA an Systemdienstleistungen, welche bisher durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden. Die räumliche Verteilung und die wachsende Anzahl der Anlagen erhöht die Komplexität der Koordinierung von verschiedenen Systemdienstleistungen, wie z.B. Regelleistungsbereitstellung, Netzwiederaufbau, oder Spannungs- und Frequenzhaltung. Eine Dezentralisierung bis hin zu miteinander verbundenen Microgrids als überschaubare Regelzone scheint in diesem Kontext interessant. Darüber hinaus spielen Microgrids mit Integration von EEA zur Elektrifizierung von netzfernen Gebieten seit mehreren Jahrzehnten eine signifikante Rolle. Hier wird die Entwicklung eines Microgrid Controllers vorgestellt, welcher im Microgrid verschiedene koordinative Aufgaben übernimmt. Dabei stehen die Entwicklungs- und Testphasen mit exemplarischen Ergebnissen im Vordergrund.

1. Einleitung

Die Klimaschutzziele der Bundesregierung sehen eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 1990 um mindestens 80% vor. Um diese Ziele zu erfüllen, soll die Energieeffizienz steigen und der Energieverbrauch gesenkt werden. Wesentliches Mittel zur Vermeidung von Treibhausgas-Emissionen ist der Ersatz von konventionellen, auf fossilen Energieträgern basierenden Kraftwerken durch erneuerbare Energieanlagen. Betrachtet man die bisherige Situation, so decken erneuerbare Energien in Deutschland einen Anteil von über 30% des Bruttostromverbrauchs ab, wobei die EEA überwiegend in Nieder- und Mittelspannungsebene angeschlossen worden sind, siehe Abbildung 1. Die Steigerung auf mindestens 80% im Jahr 2050 ist nur mit Veränderungen in Verteilung und Verbrauch von elektrischer Energie möglich.

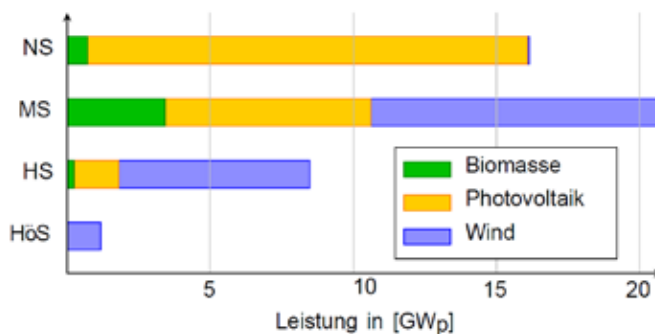


Abb. 1: Installierte Leistung EEA je Spannungsebene, eigene Darstellung nach [1], Stand August 2015

Eine Transformation des elektrischen Netzes hat verschiedene Teilaspekte [2]:

- Die Energiebereitstellung erfolgt zunehmend aus EEA mit einer un stetigen Leistungsabgabe.
- Die Energieanlagen sind über das gesamte elektrische Netz in allen Spannungsebenen verteilt.
- Im Versorgungssystem werden vermehrt Sensoren installiert, welche die Beobachtbarkeit des Netzes verbessern.
- Die Anzahl an leistungselektronisch gekoppelten Anlagen nimmt zu.

Aus diesen Veränderungen ergeben sich mehrere Konsequenzen. Eine der Kernkonsequenzen ist, dass zukünftig EEA eine tragende Rolle in der Bereitstellung von sowohl Energie als auch Systemdienstleistungen übernehmen müssen, um eine gleichbleibend hohe Versorgungssicherheit und -qualität zu gewährleisten. Um EEA in großer Zahl optimal in das Energieversorgungsnetz zu integrieren, gibt es verschiedene Ansätze. Da aufgrund der Vielzahl von Anlagen die Komplexität der Koordinierung von Verbrauch, Einspeisung und Systemdienstleistungen steigt, scheint es zunächst sinnvoll, die Größe der Netzabschnitte innerhalb einer Regulierungszone zu verringern. Ein möglicher Ansatz ist daher die zunehmende Dezentralisierung des Netzes hin zu einem Verbund von mehreren separat koordinierten Netzzellen, sog. Microgrids, welche im netzgekoppelten Betrieb oder auch Inselbetrieb operieren können. Vor diesem Hintergrund werden am IWES im national geförderten Verbundprojekt NETZ:KRAFT die Integrationsmöglichkeiten von EEA beim Versorgungswiederaufbau nach Großstörungen im elektrischen Netz untersucht. Dazu wird der konventionelle Netzwiederaufbauplan um den Einsatz von EEA erweitert und parallel die Bildung von Versorgunginseln im Verteilnetz auf Basis von EEA zur Verkürzung von Ausfallzeiten betrachtet. Für letzteren, dezentralen Ansatz wurde ein Microgrid Controller (MGC) entwickelt.

In den folgenden Abschnitten 2 und 3 werden das untersuchte Microgrid und der entwickelte Microgrid Controller vorgestellt. Kapitel 4 stellt einige ausgewählte Simulationsergebnisse dar und Kapitel 5 schließt mit einer Zusammenfassung ab.

2. Microgrid

Das untersuchte Microgrid basiert auf einer bestehenden Laborinfrastruktur. Dabei sind alle EEA durch Wechselrichter an das Netz gekoppelt. Es stehen ein Batteriewechselrichter und ein multifunktionaler Batterie-PV-Wechselrichter zur Verfügung, siehe Abbildung 2. Die Netzspannung in Amplitude und Frequenz wird hierbei durch den Batterie-PV-Wechselrichter gebildet, der Batteriewechselrichter ist kommerziell verfügbar und als Netz speisende Anlagen ausgeführt. Folgende Tabelle zeigt die relevanten technischen Daten der Komponenten.

Tab. 1: Übersicht technische Daten Microgrid

Komponente	Kürzel	Installierte Leistung/ installierte Kapazität
Netzbildender Wechselrichter	VCI	100 kW
RLC-Last	Last	Je 100kVA ohmsch, induktiv und kapazitiv
Photovoltaikanlage	PV_VCI	100 kWp
Batterie VCI	Bat_VCI	100 kWh
Batteriewechselrichter	CCI	500 kW
Batterie CCI	Bat_CCI	500 kWh

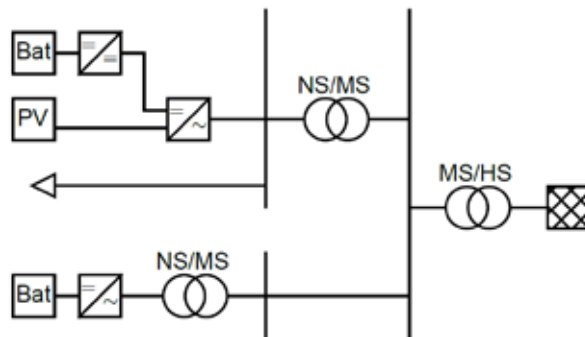


Abb.2: Modell Microgrid auf Basis der Laborinfrastruktur

Die Laborinfrastruktur repräsentiert ein Ortsnetz mit dem PV-Batterie-Wechselrichter als Netzbildner und einer aggregierten Last sowie benachbarte Speicher- bzw. Einspeisenetze. Im Falle eines Schwarzfalls des übergeordneten Netzes wird das Microgrid auf der Unterspannungsseite des MS/HS-Trafos getrennt und als Insel betrieben.

3. Microgrid Controller (MGC)

Der MGC übernimmt im Microgrid koordinierende Aufgaben, welche den sicheren Betrieb der Komponenten und eine möglichst lange Versorgung der angeschlossenen Lasten gewährleisten:

- Initiierung, Koordinierung und Überwachung des Wiederaufbaus im Microgrid nach Großstörungen,
- Energiemanagement im Inselbetrieb,
- Umsetzung eines adaptiven Netzschutzkonzeptes sowie
- Resynchronisierung und Zuschaltung auf das übergeordnete Netz bzw. auf ein weiteres Microgrid.

Zusätzlich werden im MGC alle relevanten Messwerte und Betriebsparameter in sekundlicher Auflösung zum Zweck der nachträglichen Anlagenüberwachung gespeichert. Zur Bedienung wurde eine graphische Oberfläche erstellt, welche die wichtigsten Betriebsparameter überblicksartig zeigt und die Eingabe von Benutzerkommandos ermöglicht, siehe Abbildung 3. Als Hardware wurde eine BACHMANN Steuerung MX 220 verwendet.

Da eine Hardwareimplementierung des Controllers vorgesehen war, erfolgte die Entwicklung in mehreren Schritten:

1. Modellbildung in Matlab/Simulink,
2. Software-in-the-Loop-Test in Matlab/Simulink (SiL),
3. Implementierung und Test Modbus-Interface
4. Controller-Hardware-in-the-Loop-Test mit echtzeitfähiger SPS und Echtzeit-Simulator (CHiL),
5. Power-Hardware-in-the-Loop mit teilweisem Ersatz des simulierten Netzes durch reale Komponenten (PHiL) und
6. geplante Labordemonstration.

In Abschnitt 4 werden Ergebnisse aus den Testphasen SiL, CHiL und PHiL vorgestellt.

4. Testphasen des MGC

Nachfolgend werden die durchlaufenen Testphasen und die verwendeten Komponenten vorgestellt sowie exemplarisch Ergebnisse dargestellt.

4.1 SiL-Tests

Die simulativen Tests fanden in der Entwicklungsumgebung Matlab/Simulink statt. Alle Komponenten wurden in einem Simulationsmodell simuliert, siehe Abb. 3. Die Ergebnisse des SiL-Tests werden als Referenzfälle für die folgenden Testphasen verwendet und daher in den folgenden Abschnitten diskutiert.

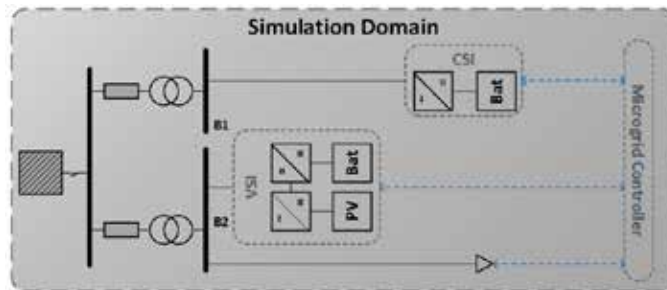


Abb. 3: Schematische Übersicht SiL-Test

4.2 CHiL-Tests

Nach erfolgreicher Validierung der entwickelten Modelle und Betriebsführung des MGC mittels SiL-Tests wurden die Modelle des Microgrid auf einen Echtzeitrechner übertragen und die Betriebsführung für die Zielhardware kompiliert. Abb.4 zeigt den Echtzeitrechner und dessen Host-PC mit dem Anlagenmodell rot und die Echtzeitsteuerung mit deren Host-PC in gelb umrandet. Die Übersicht über den Testaufbau ist schematisch in Abb. 5 dargestellt.

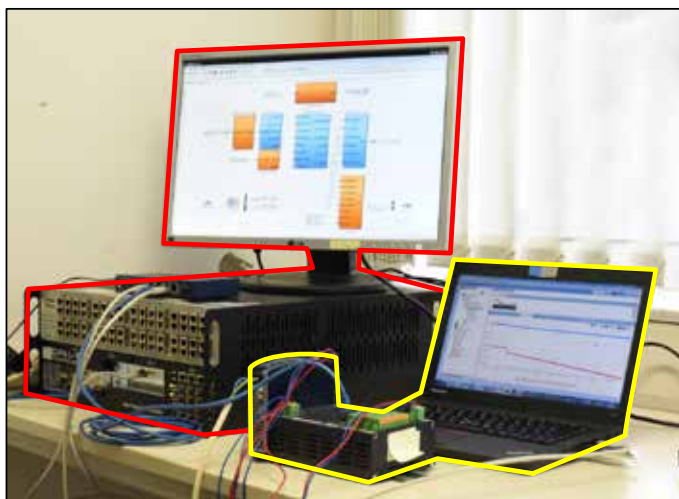


Abb. 4: Testaufbau CHiL

Ziele des CHiL sind:

- Überprüfung der technischen Performance des Steuerungsgerätes
- Überprüfung der Kommunikation
- Test von verschiedenen Testfällen in verschiedenen Betriebsmodi zum Vergleich mit Testergebnissen aus SiL-Tests.

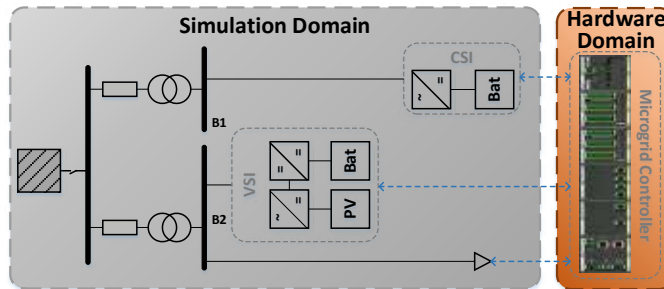


Abb. 5: Schematische Übersicht CHiL-

Des Weiteren ist die Simulationszeit des Anlagenmodells in Echtzeit wesentlich schneller, sodass hier auch Langzeittest mit dem dynamischen Modell durchlaufen werden können. Aufgrund der Simulationsdauer wurde für Langzeitsimulationen im Rahmen der Entwicklung des Energiemanagements ein stationäres Modell entwickelt, in welchem die Dynamik der Komponenten vernachlässigt wurde.

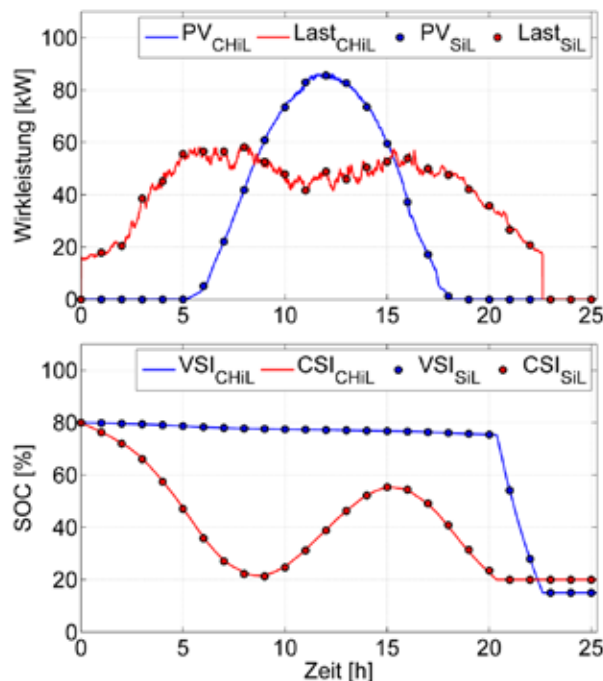


Abb.6: Ergebnisse aus CHiL und SiL als Referenzwerte

Abb. 6 zeigt im oberen Teil die Leistungsverläufe von Last und Photovoltaikeinspeisung als Eingangsgrößen. Dabei sind Leistungsbedarf der Last und Einspeisung der PV-Anlage mit positivem Vorzeichen versehen. Im unteren Diagramm sind die Batterieladezustände (SOC) der beiden Batterien dargestellt. Die Verläufe sind für einen Netzausfall an einem sonnigen Sommertag um 00:00 Uhr bei einem SOC beider Batterien von 80% dargestellt. Dabei wird deutlich, dass der Ladezustand der Batterie des VSI über den Tagesverlauf nahezu konstant bleibt und diese Batterie erst dann entladen wird, wenn die Batterie des CSI die untere Ladegrenze erreicht hat. Dies wurde so umgesetzt, da der VSI die netzbildende Komponente ist und solange wie möglich einsatzbereit bleiben muss. Aus diesem Grund wird zuerst die Batterie des CSI entladen und erst danach die des VSI. Weiter wird in der Abbildung deutlich, dass die Ergebnisse des SiL und die des CHiL direkt übereinander liegen. In beiden Fällen werden die Batterien absolut gleich entladen und es kann eine Betriebsdauer im Inselbetrieb von 22h gewährleistet werden. In diesen und weiteren Tests konnten die Ergebnisse des CHiL erfolgreich gegen diejenigen des SiL-Test verifiziert werden.

4.3. PHiL-Tests

Im PHiL-Test wird ein Teil der simulierten Strecke im Modell entfernt und durch die reale Komponente ersetzt. Der Echtzeitrechner wird über Leistungsverstärker mit der realen Komponente verbunden. Der Leistungsverstärker stellt die Spannung am Netzanschlusspunkt der Komponente bereit, misst den Strom, welcher von der Komponente eingespeist wird und wandelt diesen in ein Eingangssignal für die Echtzeitsimulationsumgebung um. Der schematische Überblick ist in Abb. 8 dargestellt. Abb. 7 zeigt drei Leistungsverstärker, den Echtzeitrechner und dessen Host-PC. Abb. 9 zeigt den im Versuch verwendeten Batteriewechselrichter und Abb. 10 die Leitwarte der Außentestanlage des Laborbereiches.



Abb. 7: Leistungsverstärker für PHiL

Ziele des CHiL-Tests sind:

- Realitätsnaher Test der Steuerung
- Überprüfung des Zusammenspiels der realen Komponenten
- Flexibilität der Testszenarien ähnlich wie bei rein simulativen Tests
- Überprüfung der Kommunikation zwischen Steuerung und realem Wechselrichter

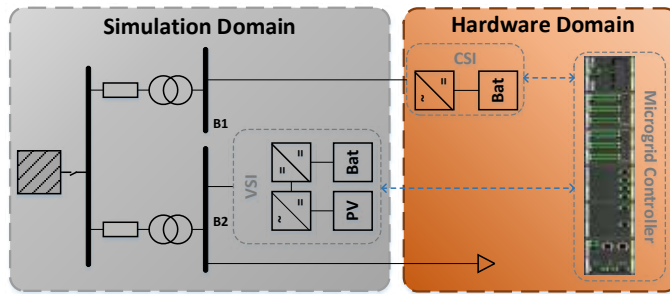


Abb. 8: Schematische Übersicht für PHIL-Test



Abb. 9: Batteriewechselrichter SCS 500, SMA mit Batteriecontainer und Transformatorstation



Abb. 10: Leitwarte Außentestanlage Systemc

Im Labor wurden bisher keine Dauertests über mehrere Stunden durchgeführt. Daher werden hier Szenarien mit Änderungen in Last und PV-Einspeisung getestet. Abb. 11 zeigt die Eingangsdaten im oberen Diagramm und die daraus resultierenden Leistungsverläufe der Wechselrichter im unteren

Diagramm. Wobei Leistungsbedarf der Last und PV-Einspeisung mit positivem Vorzeichen behaftet sind. Das Entladen der Batterien wird mit positivem Vorzeichen berücksichtigt, Laden mit negativem.

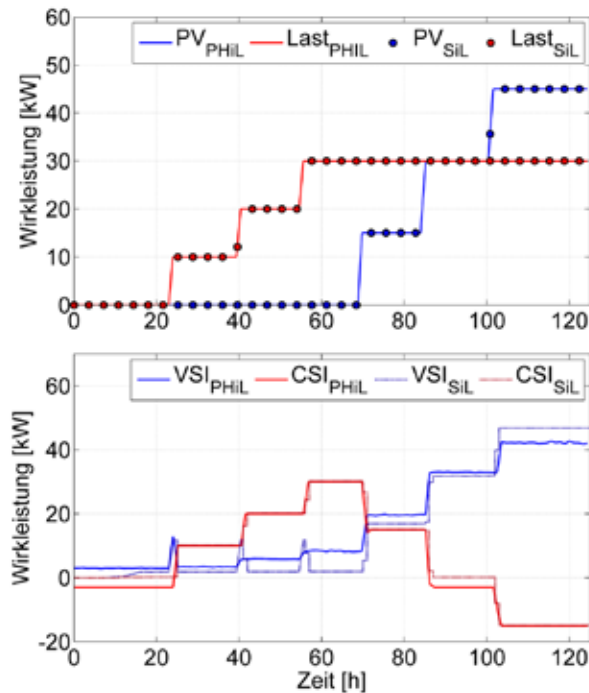


Abb. 11: Ergebnisse aus PHIL und SiL als Referenz

Zu Beginn des Versuchs bis $t = 23$ sind keine Lasten an das Microgrid angeschlossen. Die Ergebnisse des PHIL-Tests zeigen hier einen Leistungsausgleich zwischen VSI und CSI, da der LC-Filter des CSI einen Eigenbedarf hat, welcher bei einem Leistungssollwert von 0kW AC-seitig bereitgestellt wird, um die Batterie auf der DC-Seite nicht ungewollt zu entladen. Dieser Verlust wird durch den VSI gedeckt. Dieser Effekt wurde in der Modellierung nicht berücksichtigt, daher wird zeigt der CSI-Leistungsverlauf zu Beginn im SiL-Test keinen negativen Offset. Der quadratische Anstieg der Wirkleistung des VSI im SiL-Test zum Zeitpunkt $t = 10$ s wird durch die lineare Spannungssteigerung bis auf Nennspannung verursacht. Die modellierten Leitungen und Transformatoren weisen Verluste auf, welche quadratisch mit steigender Spannung anwachsen. Im PHIL-Test war die Spannung zu Beginn bereits hergestellt. Nach dem Leistungssprung bei $t = 23$ s reagiert zunächst der VSI im PHIL und auch im SiL. Nachdem der MGC einen neuen Leistungssollwert für den CSI berechnet und gesendet hat, steigt die Leistung des CSI und die des VSI sinkt entsprechend. Die folgenden Lastsprünge bei $t = 39$ s und $t = 54$ s verursachen gleiches Verhalten in beiden Wechselrichtern, lediglich die Verluste sind unterschiedlich hoch, was im Unterschied der Netzbetriebsmittel in Modellierung und Realität begründet ist. Die fehlenden Ausgleichsspitzen des VSI im PHIL beim sprunghaften Lastanstieg resultieren aus der langsameren Dynamik des Leistungsverstärkers.

Bei $t = 68$ s wurde ein Anstieg der PV-Leistung simuliert, welcher in einem Anstieg der Leistung des VSI und gleichermaßen einem Rückgang der Leistung des CSI resultiert. Die Batterie des CSI wird durch die PV-Einspeisung des VSI geladen. Zwischen $t = 84$ s und $t = 100$ s heben sich Last und PV-Einspeisung gegenseitig auf und der CSI wird weder ge- noch entladen, da die Last direkt durch die PV-Einspeisung des VSI gedeckt wird. Ab $t = 100$ s übersteigt die Einspeisung aus PV die Last und die

Batterie des CSI wird geladen. Der Leistungsverlauf des CSI ist in beiden Testphasen exakt der selbe, lediglich bei einer Leistungsvorgabe von 0kW zeigt der reale Wechselrichter im PHiL-Test einen negativen Leistungsoffset durch die internen Filterverluste. Die zentrale Sollwertberechnung des Microgrid Controllers funktioniert auch auf der Steuerungshardware im Zusammenspiel mit dem echten Wechselrichter erwartungsgemäß.

5. Zusammenfassung

Es wurden die Entwicklungsschritte eines MGC gezeigt. Diese Steuerung stellt im Microgrid eine zentrale Betriebsführungseinheit, welche sowohl zu Initiierung, Koordination und Überwachung des Versorgungswiederaufbaus eines Microgrids nach Ausfall des übergeordneten Netzes als auch zum Energiemanagement im Inselbetrieb dient. Es wurden die Vorteile einer jeden Testphase erläutert und beispielhaft Testergebnisse dargestellt. Dabei zeigten Die Testergebnisse von CHiL und PHiL die gewünschte Übereinstimmung mit den rein simulativ bestimmten Ergebnissen (SiL). Die nächsten Schritte sind Langzeittests in der PHiL-Testumgebung und final der reine Hardwaretest. Im Rahmen des Projektes wird momentan auch eine Windkraftanlage errichtet, welche sowohl in das Netzwiederaufbaukonzept als auch das Energiemanagementkonzept eingebunden werden wird. Im Hinblick auf das Projektergebnis konnte nach Auftreten eines übergeordneten Netzausfalls der dezentrale Aufbau einer Versorgunginsel im Verteilnetz und deren Betrieb bis zur Entladung der Batterien gezeigt werden.

6. Danksagung

Die hier vorgestellten Arbeiten wurden im Rahmen des Verbundvorhabens NETZ:KRAFT (FKZ: 0325776A) durchgeführt. Dieses Projekt wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb der Forschungsinitiative "Intelligente Stromnetze" gefördert.

7. Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS):
Energymap, Datensatz amtliche Anlagenregister, <http://www.energymap.info/download.html>,
Zugang: 20.08.2015
- [2] R. D'hulst, J. Merino Fernandez, E. Rikos, D. Kolodziej, K. Heussen, D. Geibel, A. Temiz, and C. Caerts:
„Voltage and frequency control for future power systems: the electra irp proposal”,
EDST Conference Vienna, September 2015
- [3] M. Nuschke:
„Development of a Microgrid Controller for Black Start Procedure and Islanding Operation”,
Proceedings IEEE INDIN'2017, Emden, Juli 2017
- [4] Jan von Appen:
„Erzeugung zeitlich hoch aufgelöster Stromlastprofile für verschiedene Haushaltstypen“,
Power and Energy, 2014.